

電力会社における周波数調整と 会社間連系について

平成15年9月12日

東京電力(株)



東京電力

会社間連系容量等の問題に関するご質問事項

1. 電力品質(特に周波数変動)に関して
 - ① 周波数変動の許容値はどのように決めるのか
 - ② お客さまが必要とする周波数の安定度はどのように決めるのか

2. 風力発電と周波数調整能力について
 - ① 各社は調整能力をどのようにして決めているのか、またその際に風力発電の許容量をどのように考慮するのか
 - ② 自社管内でこれから可能になる風力開発量を見込んで計画的に周波数調整能力を増強するようにしているのか
 - ③ 風力発電機側に出力平坦化装置を設ける場合、風力許容量は増加するか
 - ④ 周波数調整能力の増加にもっとも寄与すると思われる技術は何か

3. 電力融通に関して
 - ① 会社間連系容量と風力発電許容値はどのような関係にあるのか
 - ② 会社間連系容量を増やして周波数調整能力を増やすことは可能か
 - ③ 周波数調整能力を融通し合うことで調整能力を増強できるか
 - ④ 数社の電力系統を協調運用してより大きな電力プールにすることができるか

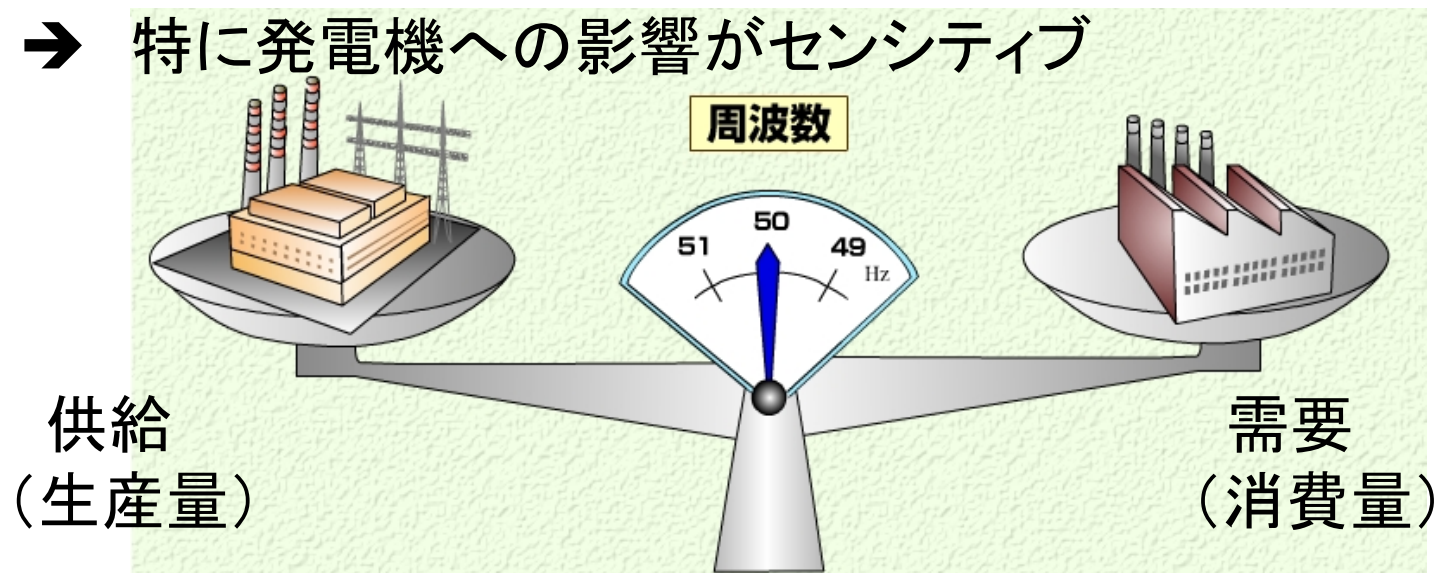
1. 電力品質(主に周波数)の 維持について



東京電力

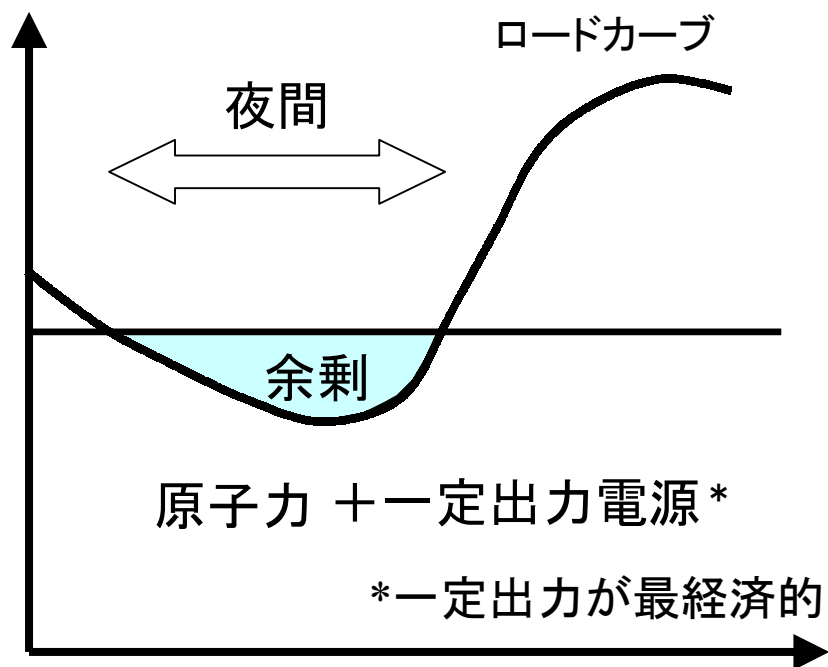
周波数維持の意味

- 電気は貯蔵できないので、生産量と消費量が常に同じであることが必要
 - これができないと周波数が変動
- 周波数偏差が0.2Hzを超えると、一部のお客さまから問い合わせ等がある状況
- 数%の周波数変動で、発電機を停止せざるを得なくなる（タービン翼共振や発電機軸ねじれを防ぐためなど）
 - 特に発電機への影響がセンシティブ

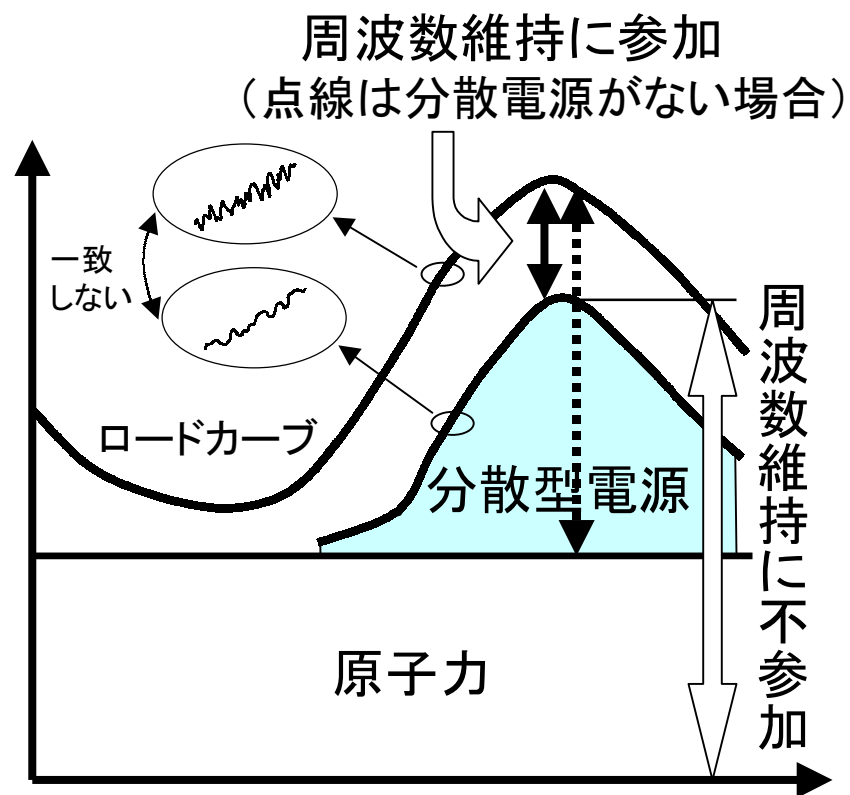


周波数維持に関する今後の課題

- 原子力などベースロード電源の増加による比較的需要の少ない時期のロードカーブ追従電源の不足

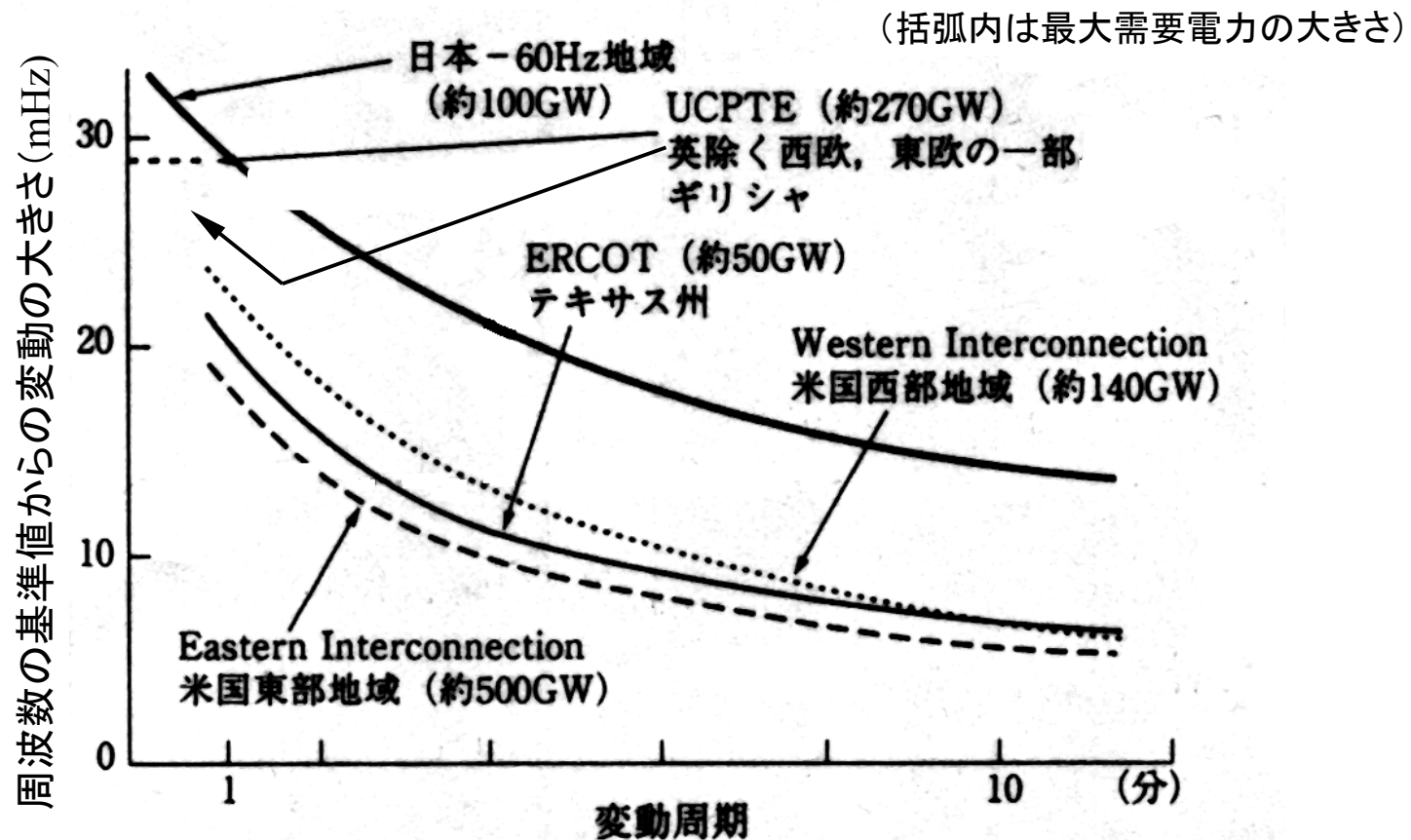


- 分散型電源増加による変化速度の速い部分に対応する電源の不足

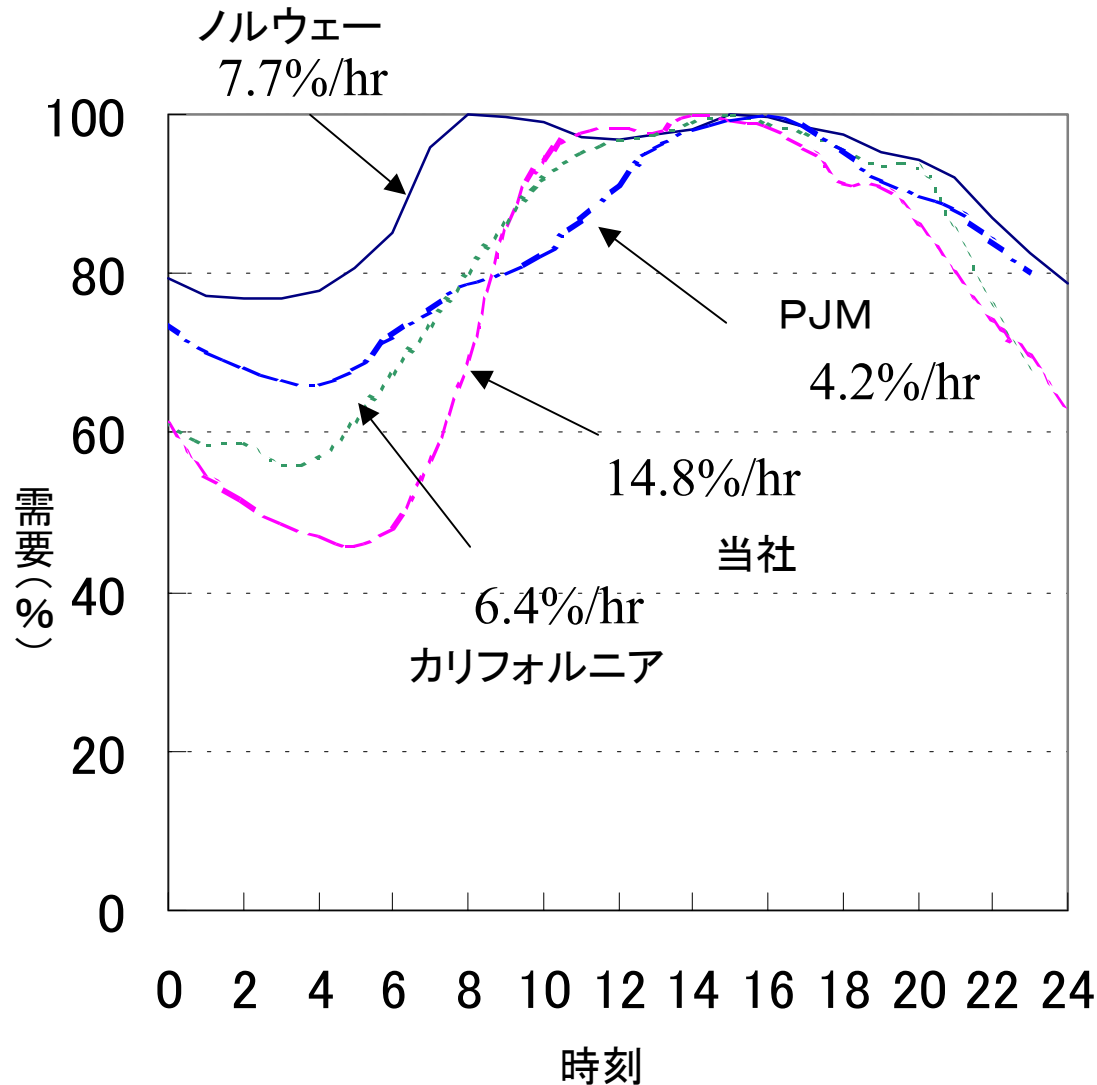


電力系統の大きさ(系統容量)と周波数変動

- 日本は他国との連系がないため、系統容量が小さく周波数は変動しやすい（系統容量が小さいと、周波数が変動しやすくなるため。）
- なお、テキサス州や米国西部地域は日本の規模に近いが、需要変動が日本ほどでないことが影響。



各国の需要曲線の比較



—	Norway(2000/12/12)	(最大:1,760万kW)
- - -	TEPCO(2000/8/3)	(最大:5,930万kW)
⋯	California (最大:4,340万kW) ISO(2000/8/1)	
- · - · -	PJM(2000/8/1)	(最大:4,050万kW)

(注):変化率(%)は、
1時間毎の需要変化高÷最大需要
のうち、1日で最大の値

周波数変動とお客さまからのお問合せの関係

- スイス電気学会がスイス国内の各業種について調査した例では、0.2Hz～0.3Hz程度の偏差が許容範囲とされている。
- 周波数変動についてお問い合わせをいただくケースでは、0.2Hz程度以上の偏差が発生している場合が多い。

(集計期間:H4/4～H5/5)

年月日	時刻	周波数
H5/2/16	12:05	60.21Hz
H5/3/28	0:17	60.27Hz
H5/3/28	8:36	59.73Hz
H5/4/4	22:49	60.25Hz
H5/5/14	1:08	59.79Hz

【出典】電気協同研究会：「電力品質に関する動向と将来展望」、平成12年1月

(参考)通産省(当時)による調査結果

通商産業省が本年(註;平成12年)2月に調査したところでは、電動機や制御装置、計算機等、機器自体の動作保証範囲は、機器によっても異なるが概ね基準周波数の1~5%(50Hz系で0.5~2.5Hz)となっている。しかし、動作保証範囲内であっても、周波数変動は、例えば以下のように製品の品質や工程に影響を及ぼすため、多くの業界・事業者が、現状以上に周波数変動が激しくなることに対して慎重な意見を有している。

- 巻き取り速度の変化により、糸切れの発生や糸の太さ等の品質に影響(化学繊維製造業)。
- 巻き取り速度の変化により、紙切れの発生や紙の厚さ等の品質に影響(製紙業界)
- 分解・脱硫する圧力制御に影響が生じ、不純物が除去されない(石油業界)
- 圧延工程に不具合が発生し、製品の厚さにムラが発生(鉄鋼業界、アルミニウム業界)
- 車体パネルの通電時間が変化し、溶接強度や外観品質に影響(自動車業界)

我が国および諸外国の周波数偏差目標

我が国の周波数偏差目標値

北海道	50±0.3Hz以内
東地域	50±0.2Hz以内
中西地域	60±0.2Hz以内

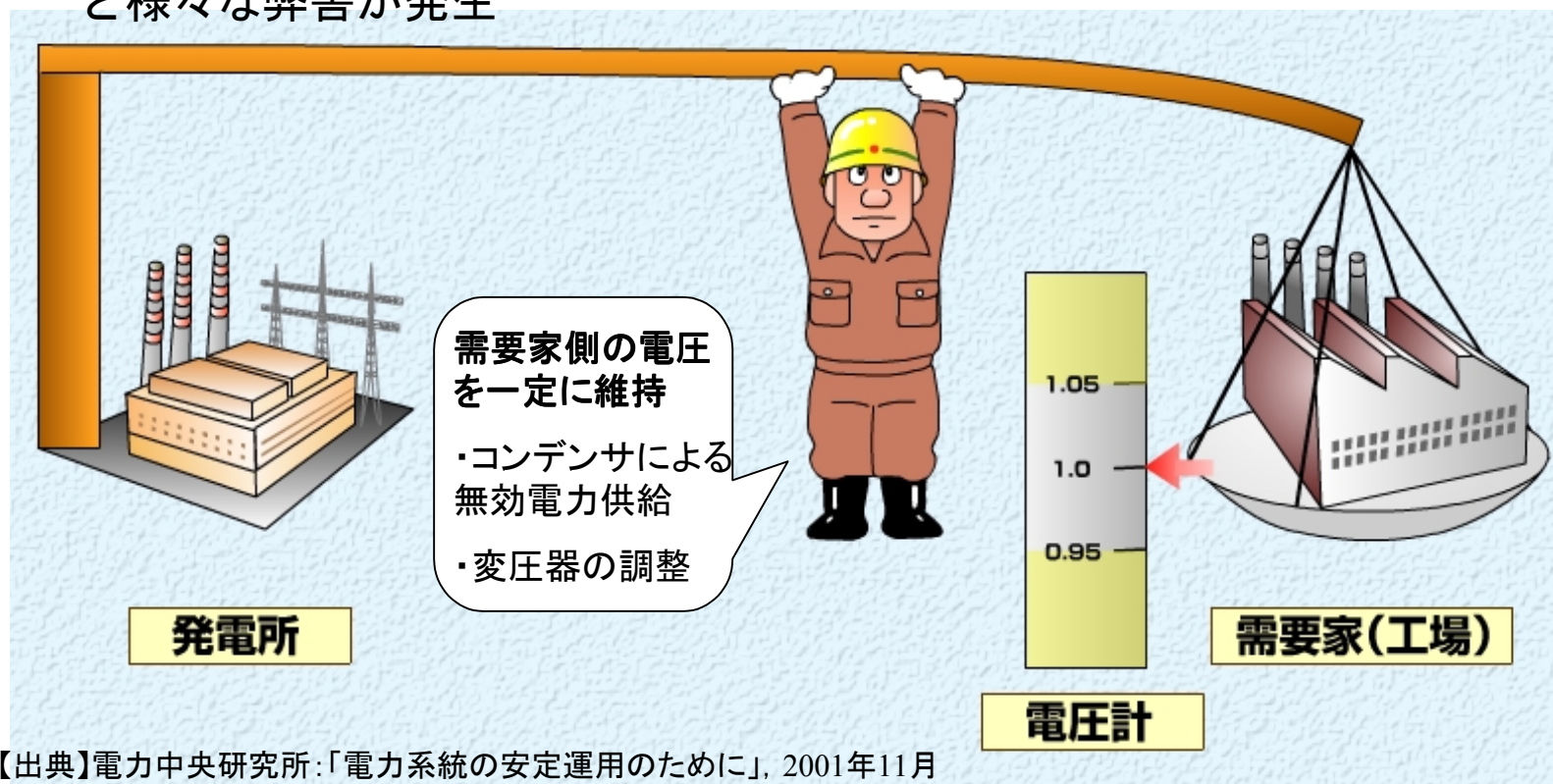
諸外国の周波数偏差目標値

北米 (NERC)	以下の年間標準偏差(一分間平均値)を目標 東部: 0.018Hz以内、西部: 0.0228Hz以内 テキサス(ERCOT): 0.020Hz以内 ケベック: 0.0212Hz以内
欧州 (UCTE)	以下の時間滞在率を目標 50±0.04Hz以内: 90%以上 50±0.06Hz以内: 99%以上

【出典】電気学会技術報告:「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」、平成14年3月

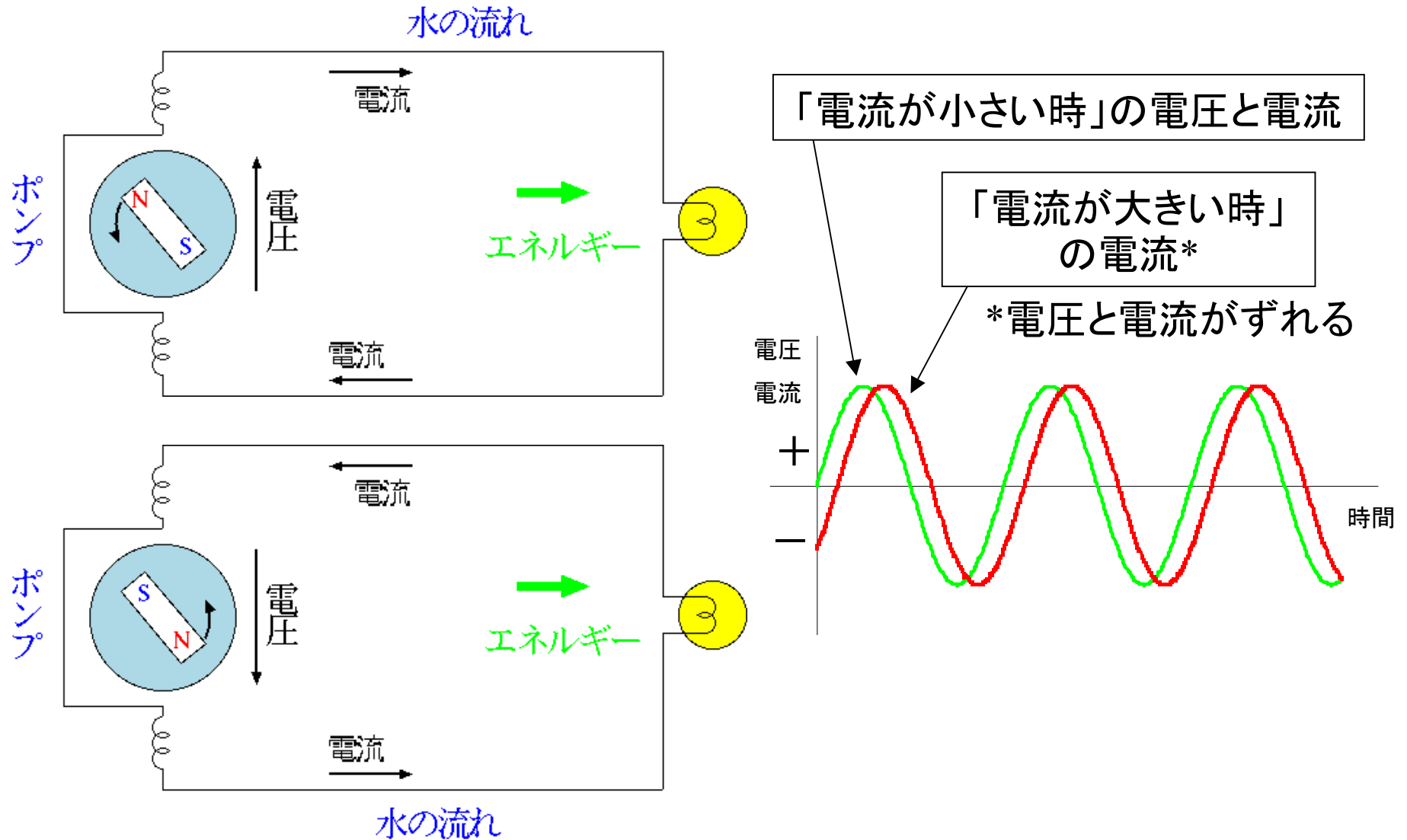
電圧の特徴

- 需要増加などで電気の流れが増すと、需要家側の電圧が低下(逆に流れが減ると電圧上昇)する。このため、無効電力や変圧器の調整により系統内の電圧を維持する必要
- これは交流電力の送電に不可欠な無効電力(潤滑油的な性質)が増加するため
- 電圧が適切に維持できないと、需要家設備が動作しなくなる、送電ロスが増すなど様々な弊害が発生



【出典】電力中央研究所:「電力系統の安定運用のために」, 2001年11月

交流で電気を送る



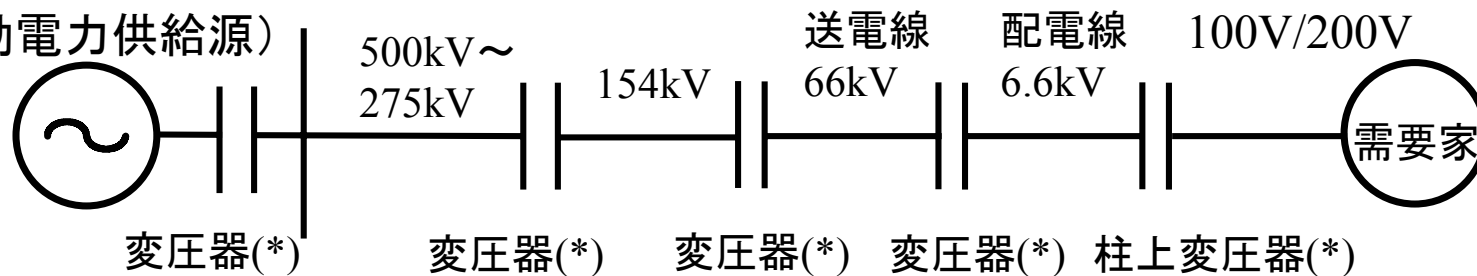
電圧維持の仕組み

- 発電機と流通設備が一体となって需要家の電圧を維持

発電機

(電圧源)

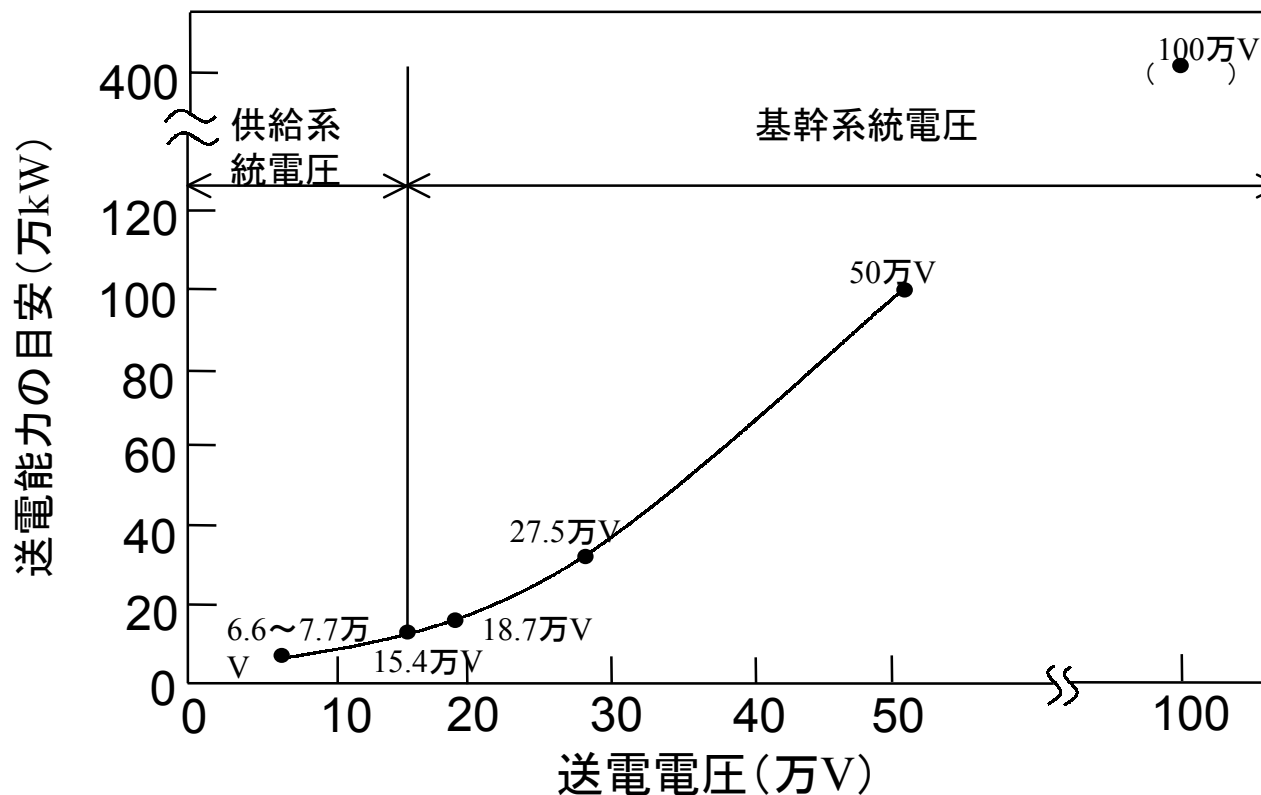
(無効電力供給源)



(*)変圧器: 電圧を調節する機器。変圧器に付随して、無効電力供給設備 (コンデンサなど) を設置し、同時に使用して電圧を適切に維持

電圧と送電可能な電力(送電能力)の関係

- 送電能力は、おおむね送電電圧の2乗に比例
- 送電ロスは電圧の2乗に反比例。
 - このため高電圧の基幹系統のロスは小さい:2~3% (東京電力の例)



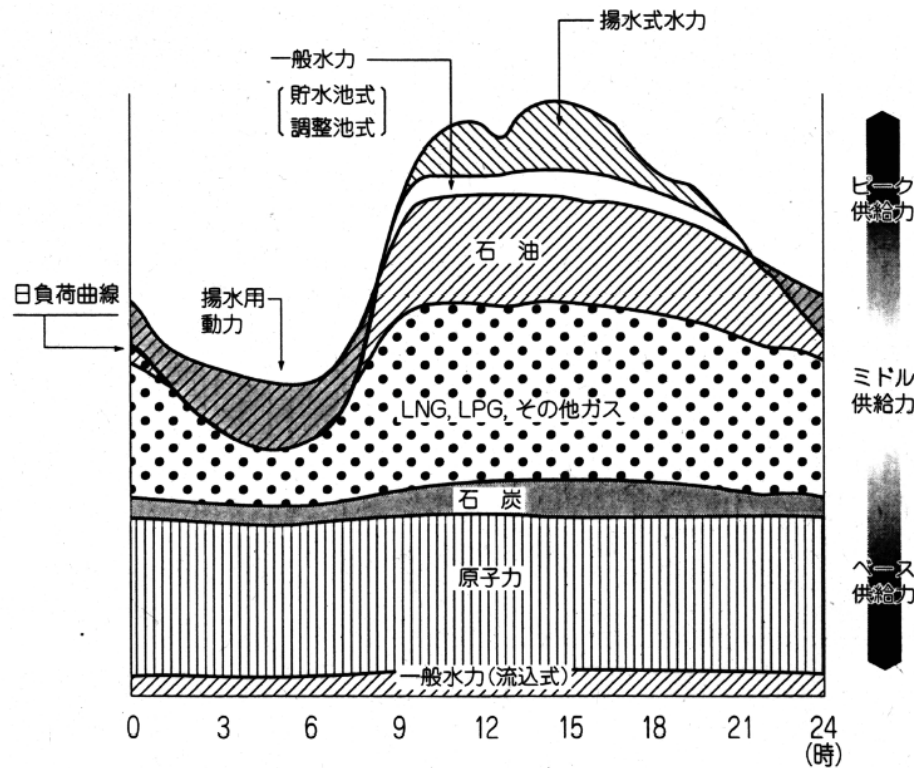
2. 風力連系と周波数調整



東京電力

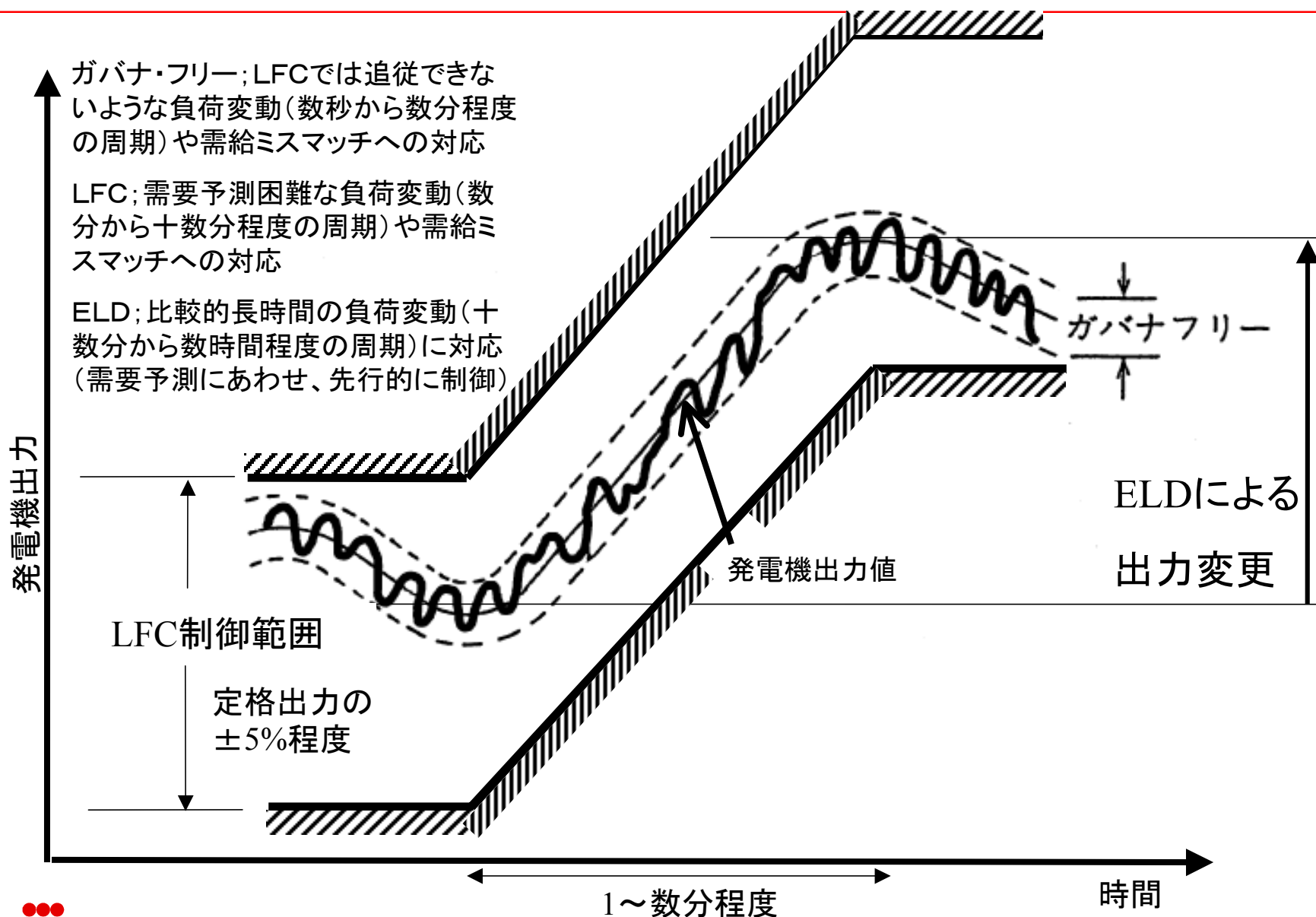
電源の種類と運用

一日の電気の使われ方と需給運用



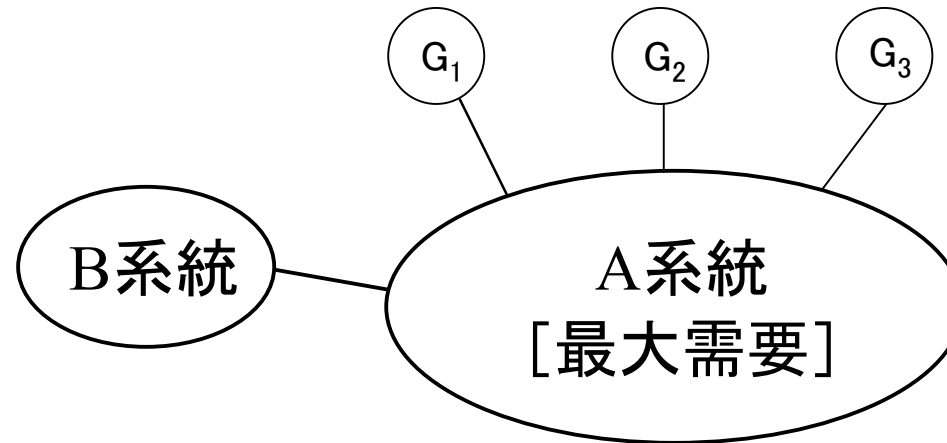
- 揚水式水力: 負荷追従性に優れているため、急峻な需要変動に対応
調整池式, 貯水池式水力: 出力の調整が可能であるため、ピーク供給力として活用
- 石油火力: 経済性を考慮し、ピーク供給力として活用
- LNG火力: 運用性に優れていることから、ベース・ミドル供給力として活用
- 石炭火力: ベース電源としてフル出力を基本
- 原子力: フル出力運転
- 流込式水力: 河川の自然流量をそのまま利用

瞬時瞬時の需給均衡のための火力機制御(例)



発電設備量と周波数維持

一周波数を維持するためには「瞬時瞬時の供給力が需要より大」が必要



$$\text{予備力} = \sum G[\text{実質容量}] - \sum G[\text{点検等で停止}] - \text{想定最大需要}$$

LOLP(見込み不足日数) < 0.3日/月となるように8~10%の供給予備力を確保する必要(会社間連系も考慮して設定)

日常運用面での予備力の種類

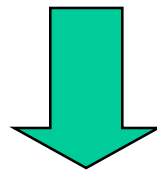
分類	対象要因	定義と具体的設備
待機予備力 (コールド)	相当の時間的余裕を持って予測しうるもの <ul style="list-style-type: none"> ・ 需要想定値に対する持続的増加 ・ 濁水 ・ 停止までに相当の時間余裕のある電源、または電源送電系統の不具合 	起動から前負荷をとるまでに数時間を要する供給力 [停止待機中の火力で、起動後は長時間継続発電可能なもの など]
運転予備力 (ホット)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 天候急変などによる需要の急増 ・ 電源を即時、または短時間内に停止、出力抑制しなければならない場合 	即時発電可能なもの、および短時間内(10分程度以内)で起動して負荷をとり、待機予備力が起動して負荷を取るまで継続して発電しうる供給力 [部分負荷運転中の火力発電機余力、および停止待機中の水力発電機(揚水発電機を含む)]
瞬動予備力 (上記運転予備力の一部)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電源脱落事故 	電源脱落時の周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇(10秒程度以内)、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発電されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給力 [ガバナフリー運転中の発電機のガバナフリー余力]

【出典】日本電力調査委員会: 電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説、平成14年11月

LFC調整容量

- 電力各社は、自系統内で発生する負荷変動をそれぞれ系統内で処理ことを前提に、各社系統における固有の負荷変動の実態に応じて、必要な調整能力を調整容量と調整速度の両面から確保している。
- なお、系統の負荷変動が概ね系統容量の平方根に比例する傾向があることから、一部の電力会社では、以下のような計算式により、「LFC保有目標量」を算出している(P は総需要[MW])。

$$LFC保有目標量(MW) = \pm \sqrt{aP + (bP)^2}$$



- 実績としてはLFC調整容量として、総需要の概ね $\pm 1 \sim 2\%$ 程度以上を確保しているイメージ(当社のケース)。
- なお、調整可能な電源が減少する軽負荷時ほど、必要量の確保は困難化。

風力連系量が増加した場合の周波数調整の課題

風力導入時のシステムの周波数変動

$$\Delta F = \frac{1}{K} (\Delta G - (\Delta L + \Delta L_w))$$

ΔF : 系統の周波数変動

K : 系統毎の定数(系統定数)

ΔG : 電源による調整分

ΔL : 需要変動、 ΔL_w : 風力の出力変動

風力の出力変動 ΔL_w がある程度以上大きくなる場合、より多くの調整能力を用意しなければ、周波数を現状程度に維持できなくなる。



現状の電力品質を維持しつつ、周波数面から見た風力の導入量を増加させるためには、以下の2つの対策が考えられる。

- 系統側の調整能力を拡大する(ΔG の変化幅を大きくする)
- 風力の出力変動を抑制する(ΔL_w の変化幅を小さくする)

新エネ部会新市場拡大措置検討小委報告(H12/11)

新エネルギー、特に風力発電については、風況に応じて出力が不規則に推移するとともに、特に風況条件の良い建設適地は送電系統が整備されていない遠隔地にある場合も少なくないことから、その大規模な導入を行うためには、周波数変動抑制等の系統安定化や、既存系統の増強等の対策(以下「系統連系対策」という)を講ずることが、必要となる。

...(略)...

以上を踏まえ、今後、必要な系統連系対策の内容及び費用規模、並びにその実施・負担のあり方等について、引き続き検討を行う必要があるが、そうした検討による方向性がまとまるまでの間(3年間を目途)、新エネルギー等による電力の導入目標量は、原則として、風力発電の連系に伴い特段の系統対策が生じない範囲にとどめることが現実的である。



上記の考え方に基づき、現状、電力会社では、「今後の風力開発を見込んだ計画的な周波数調整能力の増強」は実施していない。

なお、当社の場合、系統容量が大きいいため、当面、風力導入が周波数調整に大きな影響を与える可能性は小。

3. 会社間連系の考え方 について



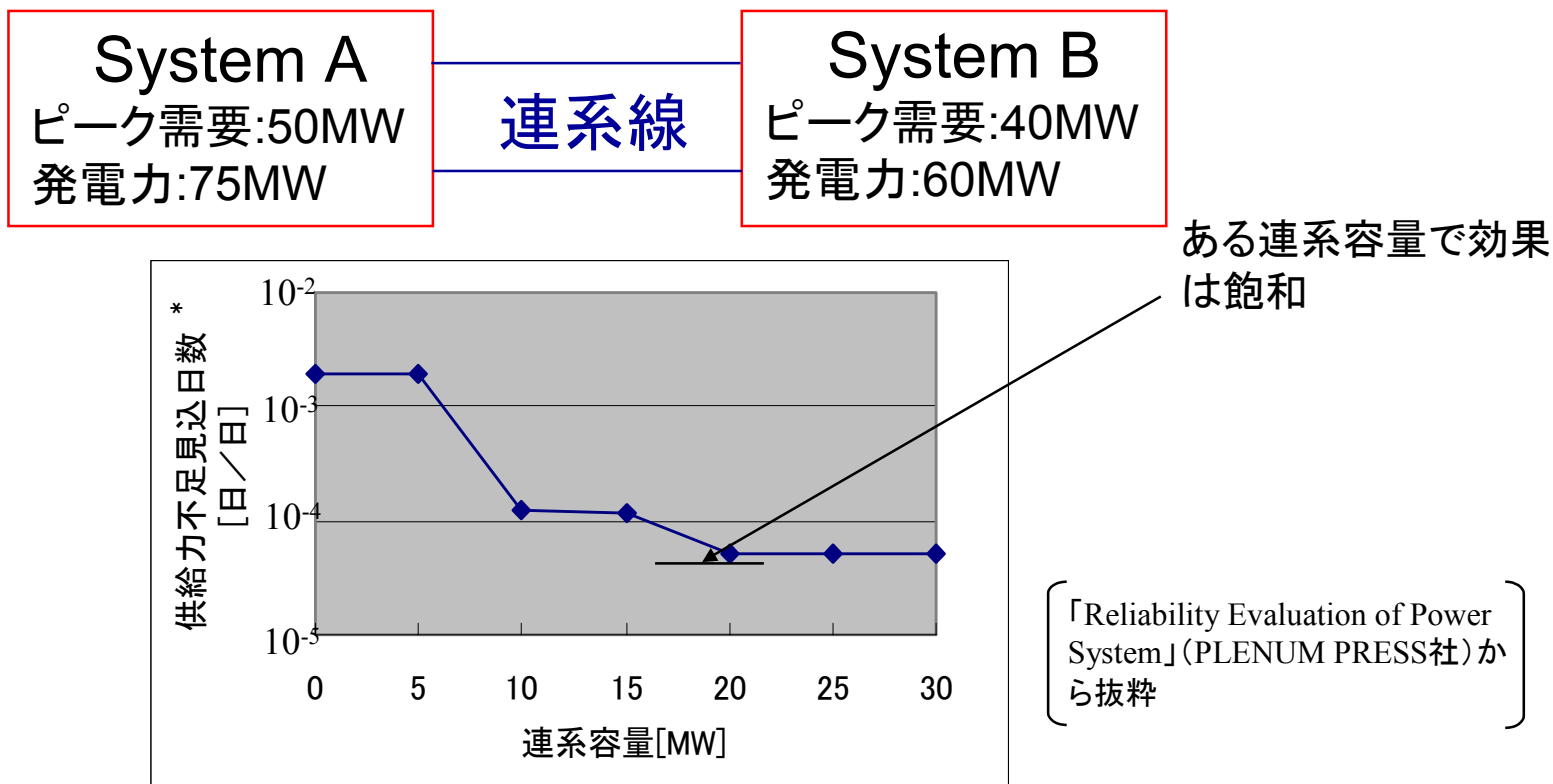
東京電力

系統間連系の考え方

- 連系線の役割
 - 連系に伴う供給予備力削減
 - 需要特性、電源構成の違いを利用した電源の効率運用
 - なお、コストパフォーマンスの高い大型電源開発のために電源線的に利用する例もあり
- 以上の経済メリット、連系設備投資額、連系によるデメリットを判断しながら、各国において連系系統が形成されてきた
 - ただし2点以上での連系(ループ化、メッシュ化)には、ループフロー、事故波及(カスケードイング)などのデメリットもあり
 - 連系容量拡大には、連系線に加え、連系点までの基幹系統の設備増強も必要

連系線と予備力削減効果

- 2つの系統を連系することにより供給信頼度が向上し、予備力(発電設備量)を削減することが可能となる。



* 信頼度を示す数値(小さい程信頼度が高い→信頼度を高めるために必要な予備の電源が少なくてすむ)

- 連系容量や必要予備力についての検討には、発電機構成と事故率、ロードカーブ、連系線の事故率等を総合した検討が必要。

日本における系統間連系の変遷

1959年	・ 大型水力である電源開発田子倉発電所、東北電力本名発電所の開発に伴い、東北電力・東京電力・電源開発3社の275kV送電線が導入されたのを機に、東北電力・東京電力間の275kV連系運用開始。
1960年	・ 中部電力・関西電力が275kVで連系運用開始。
1962年	・ 中国電力・九州電力が、新関門幹線の220kV昇圧を機に連系運用開始。 ・ 220kV中国・四国連系線の完成により、中国電力・四国電力間が連系運用開始。
1964年	・ 北陸電力・関西電力が、275kV連系運用開始。これで、 <u>60Hz全系統の連系運用系統が完成。</u>
1965年	・ 電源開発が静岡県佐久間に水銀整流器を用いた周波数変換所を新設。 <u>50Hzと60Hz系統間の連系運用が実現。</u>
1979年	・ 津軽海峡横断部分を含む北海道・本州間が、直流125kV方式で連系運用開始（現在は250kV）。 <u>これで、沖縄電力を除く全電力系統の連系運用が完了。</u>

以降も逐次連系能力の拡大が図られている。例えば東京電力と東北電力間では、1995年に500kV連系運用が開始され、連系送電能力が飛躍的に増大。また、近畿-四国間では、関西と四国の連系を強化するため、2000年に紀伊水道直流連系設備が直流±250kV方式で運用した。

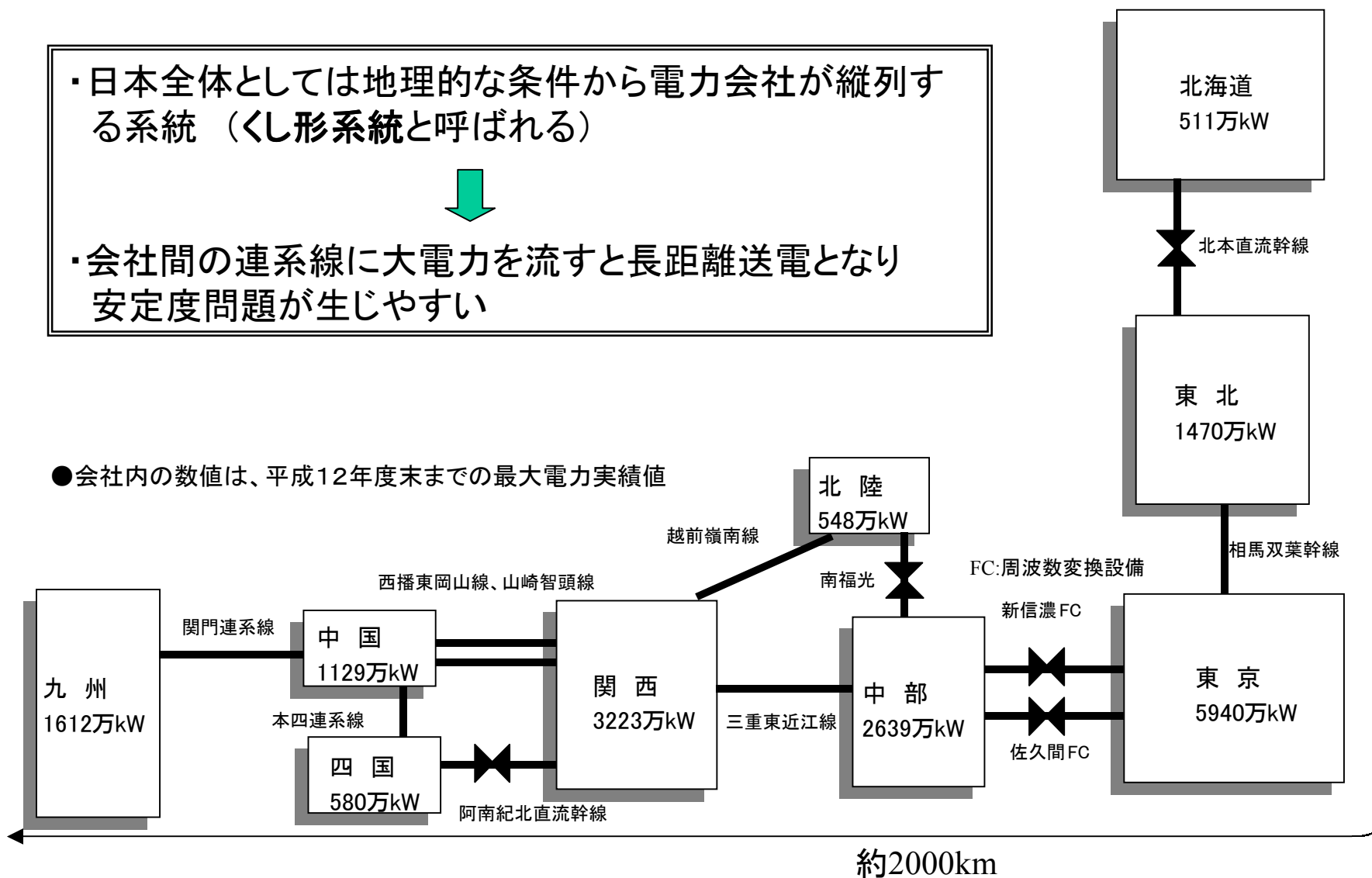
日本の系統連系の特徴

・日本全体としては地理的な条件から電力会社が縦列する系統（くし形系統と呼ばれる）



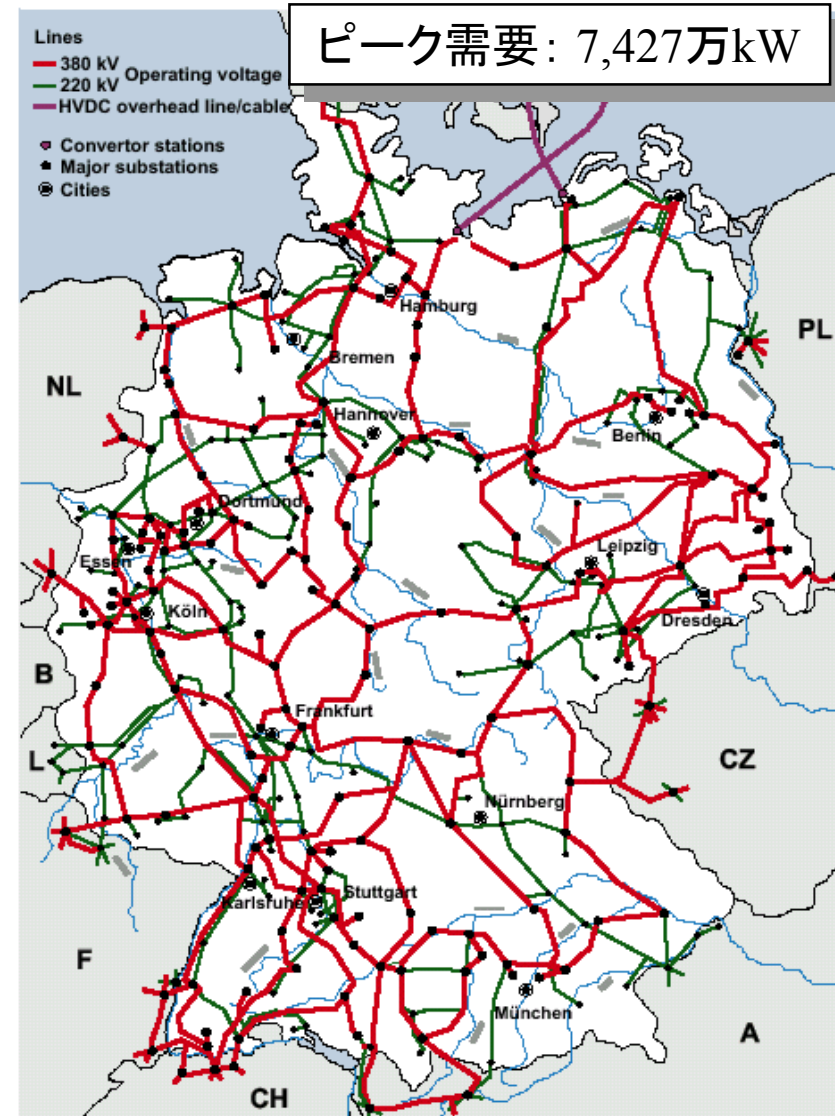
・会社間の連系線に大電力を流すと長距離送電となり安定度問題が生じやすい

●会社内の数値は、平成12年度末までの最大電力実績値



ドイツ

- 4大電力会社が所有・運営する基幹系統(38万V,22万V)が、多点で連系されるメッシュ状系統
- 電源は需要地近傍に80~100km間隔で立地。基幹送電線ルートでの最大潮流も約100万kW程度
- 電源と需要の偏在により発生する「特定方向への重潮流」は発生していない模様。








circuit length 380 kV: 18,300 km
circuit length 220 kV: 21,800 km

as of Jan. 1, 2000

東京電力の基幹系統

凡例

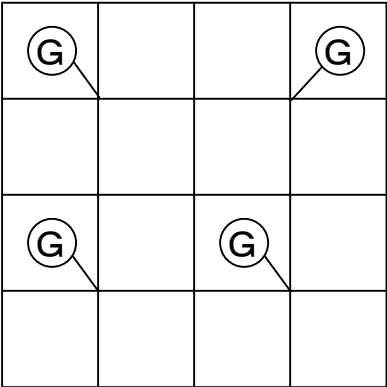
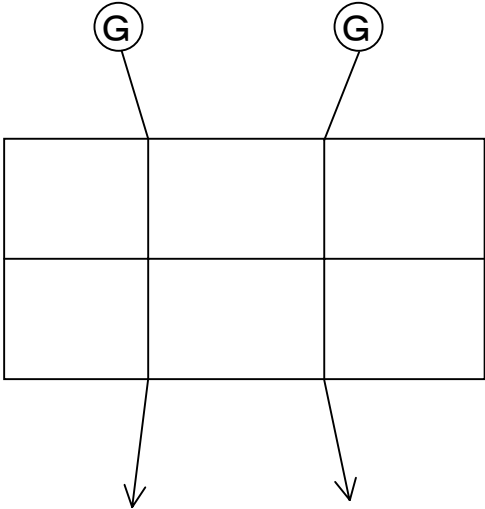
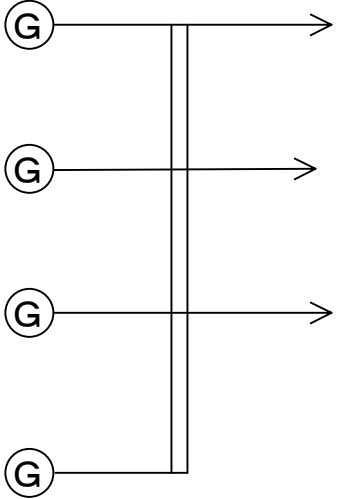
	発電所			変電所	開閉所	送電線
	水力	火力	原子力			
既設	□	■	■	○	⊗	1000kV設計  500 kV運用  500 kV設計  275~187kV運用  275~187kV設計 

◎ 電源立地可能箇所
の偏在により、大規模・遠距離送電に対応する50万V多重ループ系統

◎ 50万V送電線1ルートあたりの潮流は300~500万kWと、**欧米の2~3倍程度**に達する状況

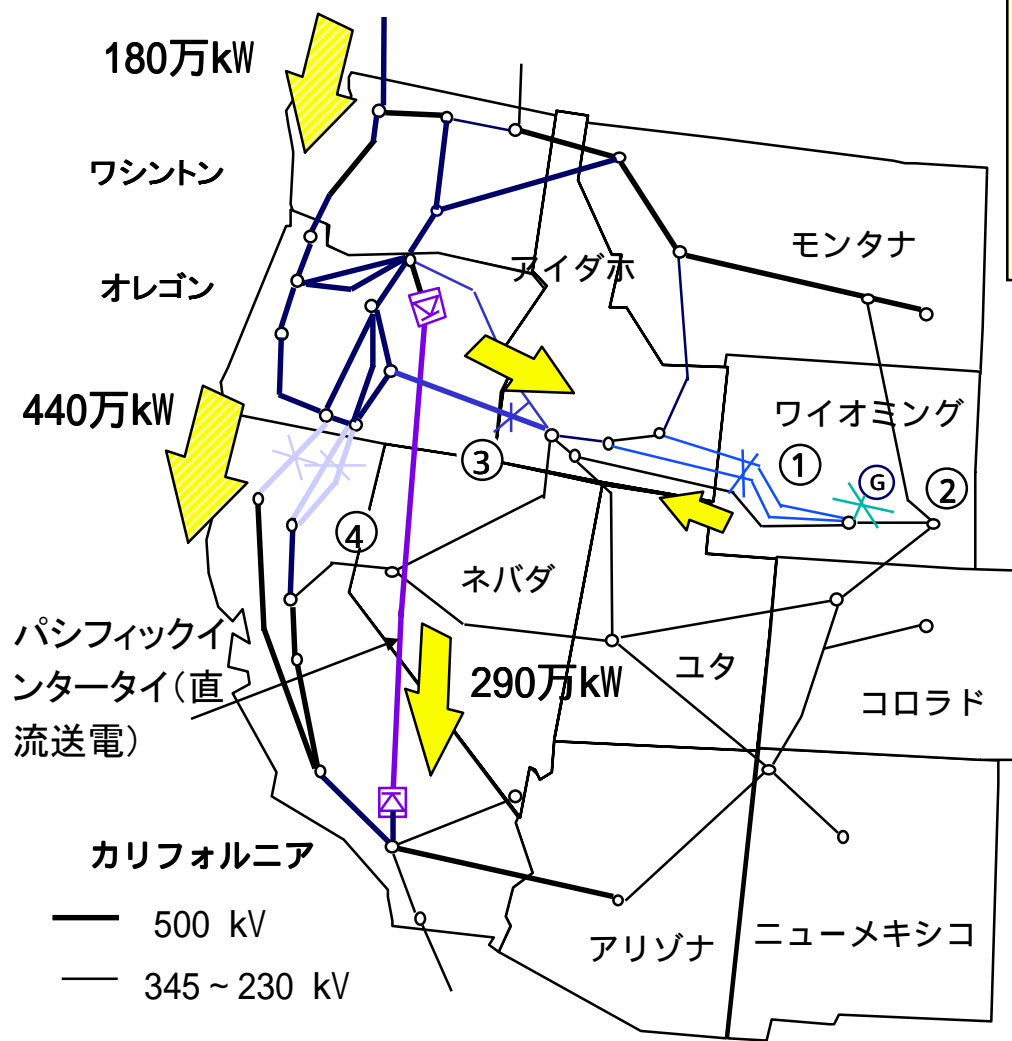
→ 系統制約は、線路の熱容量制約よりも系統安定度、電圧安定性で決まる傾向

基幹系統の形態

呼称	メッシュ形	ループ形	くし形
形態			
特徴	<ul style="list-style-type: none"> ・ある区間が停止してもバイパス路が多く、ロバスト性高い ・電力潮流の流れが大きくなると予期しない部分で潮流が大きくなる場合がある(ループフロー問題と呼ばれる) ・一旦不具合が発生すると、雪崩現象的に影響が広がる場合がある(カスケードイング) ・事故電流レベル大 	<ul style="list-style-type: none"> ・ある区間が停止しても電力潮流が他の区間でバイパスできる(ロバスト性が高い) ・バイパス数が少ないと潮流が大きくなる傾向。潮流が大きくなりすぎると安定性が低下 ・事故電流レベル中 	<ul style="list-style-type: none"> ・電気の流れが単純で管理しやすい。 ・少しの潮流を上下間で流すと安定性が低下 ・カスケードイングは起こりにくい ・事故電流レベル小

カスケーディングの例 (1996/7/2 米国西部系統停電事故)

7月2日事故の概要



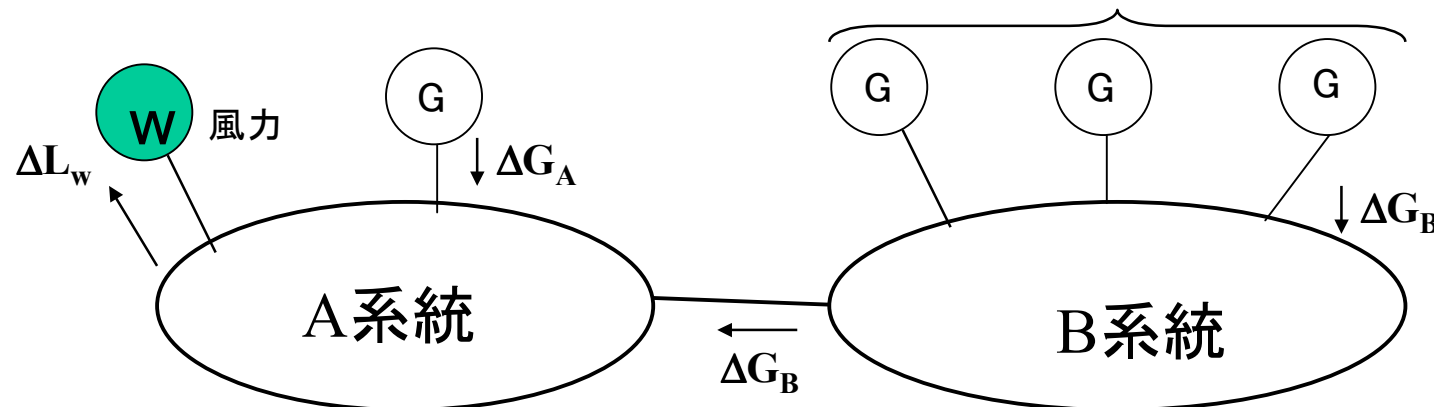
発生時間：13時24分（現地時間）
停電戸数：約200万戸
（約1200万kW）
停電時間：数分～6時間余り
気温：西部地域全般に高気温

[事故の経過]

345kV送電線2回線停止(樹木接
触、保護リレー誤動作による)
保護装置により発電機停止
潮流回り込みによるオレゴン
南部～アイダホ南部で電圧低下
500kVパシフィック・インタータイ分断
西部系統が5つに分離
周波数低下による負荷しゃ断

会社間連系と風力導入量(1)

- A系統単独では周波数面で風力導入が困難な場合でも、B系統と連系している場合、系統容量が増大する(交流連系の場合のみ)とともに、B系統の調整能力も活用できるため、風力導入可能量は拡大
- しかしながら、B系統側の調整能力の活用が必要となるまで導入量を増やした場合、調整電力(ΔG_B)が連系線を通じて流れ、連系線潮流(定常時は目標値に維持)が変動することになり、会社間連系本来の目的を阻害(調整電力(ΔG_B)の変動分だけ、連系容量が減少)
- また、B系統側の調整能力を活用する分、B系統における風力導入可能量は減少(連系系統全体では導入可能量は増大しない)

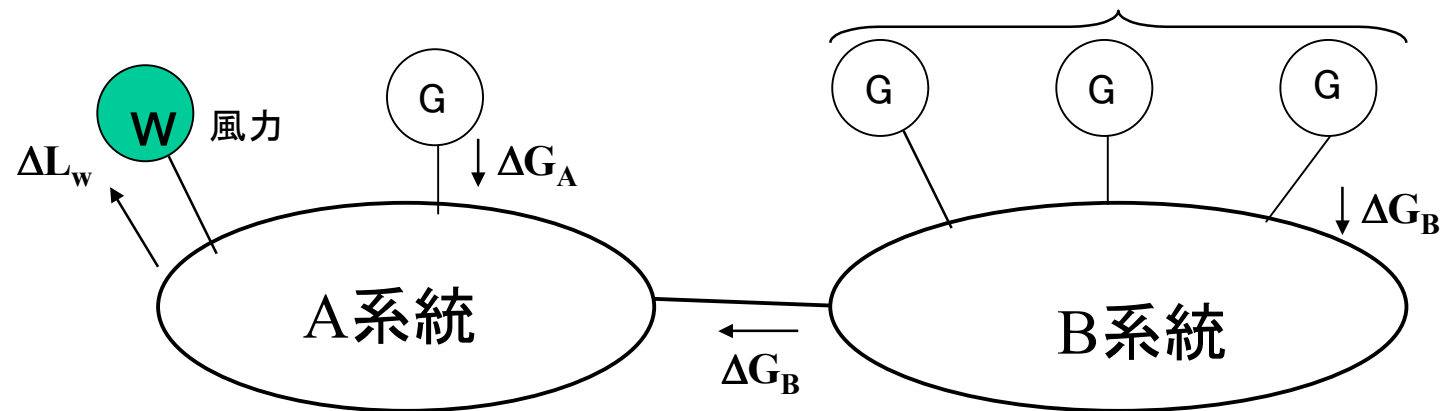


$$\Delta F = \frac{1}{K} (\Delta G_A + \Delta G_B - \Delta L_w)$$

(注) 上図では簡単のため、風力以外の負荷変動を無視して説明

会社間連系と風力導入量(2)

- 連系システムの制御エリア(=需給調整の単位)を統合し、A+B系統全体で一括して需給調整を行う場合も、電気の流れは基本的に同じ
- したがって、風力導入量に関する課題は、基本的には(1)のケースと同様になる



$$\Delta F = \frac{1}{K} (\Delta G_A + \Delta G_B - \Delta L_w)$$

(注) 上図では簡単のため、風力以外の負荷変動を無視して説明